

# El sistema eléctrico español en el 2008

La brusca desaceleración del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, que se ha situado muy por debajo del crecimiento medio de los últimos años, es lo más destacable del comportamiento del sistema eléctrico español en el 2008.

La demanda de energía eléctrica a nivel nacional experimentó un incremento del 0,8 %, frente al 3,2 % registrado en el 2007 y se sitúa muy por debajo del 4 % de crecimiento medio de los cinco años precedentes. Este crecimiento es igual al obtenido por el conjunto de los países europeos pertenecientes a la UCTE que fue también del 0,8 %, mientras que en los últimos años el consumo eléctrico español registró tasas de crecimiento muy por encima de las del conjunto de estos países.

El comportamiento del consumo eléctrico está fuertemente correlacionado con la evolución del Producto Interior Bruto (PIB). En el 2008 la tasa del crecimiento del PIB se situó en el 1,2 %, cifra que representa una sustancial desaceleración con respecto a la registrada en el año anterior que fue del 3,7 %. En los países de la zona euro el crecimiento del PIB en el 2008 se situó en el 0,6 %.

Por el lado de la cobertura de la demanda, lo más destacable ha sido el notable crecimiento de la producción de los ciclos combinados y de las fuentes de energía renovable del régimen especial, que han cubierto conjuntamente cerca de mitad de la producción neta total.

Por el contrario, los grupos de carbón y la hidráulica del régimen ordinario, en un contexto de año seco, han acusado notables descensos de producción respecto al periodo anterior.

En el ámbito regulatorio, el hecho más relevante del año 2008 fue la aprobación en el mes de mayo de la «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016», que establece, con carácter vinculante, las redes de transporte de electricidad y gas que se deberán construir durante el período de planificación, describiendo de forma específica cada instalación y estimando su coste.

Asimismo, en este caso con carácter meramente indicativo y como premisa necesaria para la definición de las infraestructuras de transporte anteriormente señaladas, el documento de planificación incorpora previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental aplicables.

Además de la planificación eléctrica para el período 2008-2016, durante el 2008 se han publicado numerosas disposiciones que regulan el funcionamiento del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, en el que se*

revisa el modelo de retribución de esta actividad con objeto de adaptarlo a la separación de la misma, a partir del 1 de enero de 2009, de la actividad de suministro a tarifa, a la que obliga la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su nueva redacción establecida en la Ley 17/2007. El nuevo modelo establece un mecanismo de cálculo de la retribución de la actividad de distribución aplicable a períodos regulatorios de 4 años, en el que se partirá de una retribución en el primer año basada en los costes de inversión, de operación y mantenimiento y otros costes necesarios acreditados por la actividad, contrastados frente a un Modelo de Red de Referencia, que se actualizará en años sucesivos con un índice de precios, con una variable que reflejará el incremento de actividad, así como dos variables más que introducirán incentivos o penalizaciones asociadas al grado de cumplimiento de objetivos de calidad del servicio y de reducción de pérdidas.

- *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.* Este decreto regula un nuevo régimen retributivo para la actividad de transporte, aplicable únicamente a las instalaciones con acta de puesta en servicio desde el 1 de enero de 2008, que se fundamenta en un modelo de regulación por incentivos y basado en costes, según las prácticas habituales de regulación y los niveles de rentabilidad de actividades similares en los Estados miembros de la Unión Europea.
- *Orden ITC/1857/2008, 26 de junio, por la que se revisan las tarifas a partir del 1 de julio 2008,* en la que, además de la revisión de las tarifas establecidas en la Orden ITC/3860/2007,

de 28 de diciembre, se introducen algunas novedades en la estructura de las tarifas eléctricas, tales como la creación de una tarifa social, de aplicación a los suministros domésticos con potencia contratada inferior a 3 kW, y la desaparición de las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las específicas de riegos de alta tensión.

- *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.* Este decreto establece un nuevo régimen económico a la baja para las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con posterioridad al 29 septiembre de 2008, en el que la retribución está vinculada al grado de cumplimiento de los objetivos anuales de potencia instalada para esta tecnología. Esta disposición responde al elevado crecimiento, muy superior al esperado, de la potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica registrado desde la publicación del citado Real Decreto 661/2007.

## **Demanda de energía eléctrica**

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) se situó durante el 2008 en 263.530 GWh, un 0,8 % superior a la del 2007, el crecimiento más bajo desde 1993 que fue del 0,1 %. Descontando los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica apenas alcanzó el 0,6 %.

Esta desaceleración de la demanda recoge fundamentalmente el decaimiento de la actividad económica que se intensifica en el último cuatrimestre del año, como lo refleja la evolución mensual del crecimiento de demanda de energía eléctrica, en la que se aprecian dos periodos asimétricos con un claro desplazamiento a valores negativos en los cuatro últimos meses del año.

En los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– se ha apreciado también un descenso del crecimiento de la demanda, aunque más moderado que en el sistema peninsular. El crecimiento conjunto de la demanda respecto al año anterior se situó en el 1,7 %, siendo el incremento más moderado el correspondiente a las Islas Canarias con un 1,2 %.

Como resultado, en el total nacional la demanda registró un crecimiento del 0,8 % en el ejercicio del año 2008, frente al 3,2 % del año anterior.

En cuanto a los máximos de demanda mensual, diaria y horaria correspondientes al sistema peninsular registrados en el 2008, en el mes de enero se alcanzó un récord de

### Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

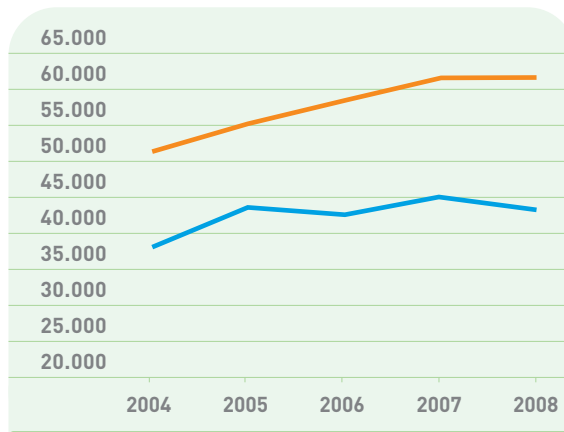
	PIB	Δ Demanda	
		(por actividad económica)	Δ Demanda
2004	3,3	4,2	4,5
2005	3,6	3,1	4,3
2006	3,9	4,0	3,0
2007	3,7	4,5	3,2
2008	1,2	0,6	0,8

### Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	% 07/06	% 08/07
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>3,2</b>	<b>0,8</b>
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,2	-0,2
Efecto laboralidad	-0,1	0,4
Efecto actividad económica y otros	4,5	0,6

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total. (2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

### Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



— Potencia instalada del régimen ordinario  
— Máxima demanda de potencia

demanda mensual con 24.336 GWh, mientras que los máximos anuales de demanda diaria y de potencia horaria se situaron por debajo de los máximos históricos alcanzados en el 2007. El 15 de diciembre entre las 19 y las 20 horas se registró la máxima demanda de potencia horaria con 42.961 MW, un 4,3 % inferior a la equivalente del 2007 y el día 3 de ese mismo mes, se produjo el máximo de energía diaria con 856 GWh, un 5,0 % inferior al récord histórico fijado en el año anterior.

## Balance de potencia a 31.12.2008. Sistema eléctrico nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 08/07	MW	% 08/07	MW	% 08/07
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.359	0,0	510	0,0	11.869	0,0
Fuel/gas (1)(2)	4.418	-7,3	2.751	-3,3	7.170	-5,8
Ciclo combinado	21.675	3,4	1.392	20,7	23.066	4,3
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>61.825</b>	<b>0,6</b>	<b>4.654</b>	<b>3,2</b>	<b>66.479</b>	<b>0,8</b>
Hidráulica	1.979	2,9	0,5	0,0	1.979	2,9
Eólica	15.874	12,5	144	0,3	16.018	12,4
Otras renovables	4.069	153,6	216	103,1	4.285	150,4
No renovables	7.132	3,4	41	0,0	7.173	3,4
<b>Total régimen especial</b>	<b>29.053</b>	<b>18,4</b>	<b>402</b>	<b>37,7</b>	<b>29.455</b>	<b>18,6</b>
<b>Total</b>	<b>90.878</b>	<b>5,7</b>	<b>5.056</b>	<b>5,3</b>	<b>95.935</b>	<b>5,7</b>

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico Canario se incluye la potencia de los grupos auxiliares.

## Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07	GWh	% 08/07
Hidráulica	21.428	-18,7	0	-	21.428	-18,7
Nuclear	58.973	7,0	-	-	58.973	7,0
Carbón	46.275	-35,6	3.372	5,5	49.647	-33,8
Fuel/gas (1)(2)	2.378	-0,8	8.313	-1,0	10.691	-1,0
Ciclo combinado	91.286	34,0	4.243	1,3	95.529	32,1
<b>Régimen ordinario</b>	<b>220.341</b>	<b>-1,6</b>	<b>15.928</b>	<b>0,9</b>	<b>236.268</b>	<b>-1,4</b>
- Consumos en generación	-8.338	-4,7	-920	2,7	-9.258	-4,1
<b>Régimen especial</b>	<b>66.298</b>	<b>17,2</b>	<b>855</b>	<b>18,8</b>	<b>67.153</b>	<b>17,2</b>
Hidráulica	4.416	10,9	2	42,2	4.417	11,0
Eólica	31.393	15,3	384	6,4	31.777	15,2
Otras renovables	7.183	56,2	463	32,1	7.645	54,5
No renovables	23.308	12,2	6	-8,3	23.314	12,2
<b>Generación neta</b>	<b>278.301</b>	<b>2,5</b>	<b>15.862</b>	<b>1,7</b>	<b>294.164</b>	<b>2,4</b>
- Consumos en bombeo	-3.731	-14,2	-	-	-3.731	-14,2
+ Intercambios internacionales (3)	-11.040	92,0	-	-	-11.040	92,0
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>263.530</b>	<b>0,8</b>	<b>15.862</b>	<b>1,7</b>	<b>279.392</b>	<b>0,8</b>

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.  
(3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Respecto al periodo de verano, la máxima demanda de potencia media horaria se alcanzó el 1 de julio entre las 13 y 14 horas con 40.156 MW, valor próximo al récord

histórico de 40.275 MW alcanzado en el 2006. El máximo anual de energía diaria se produjo el 26 de junio con 816 GWh, un 1,1 % inferior al máximo histórico registrado en el 2006.

## Cobertura de la demanda

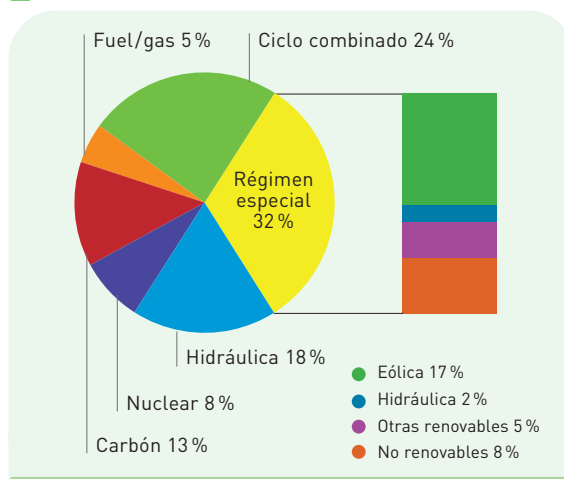
La potencia instalada en el parque generador del sistema peninsular aumentó 4.886 MW durante este ejercicio, lo que sitúa la capacidad del sistema a 31 de diciembre del 2008 en 90.878 MW.

La mayor parte del aumento de capacidad (el 92,5%) proviene de nuevas instalaciones de régimen especial, principalmente de origen renovable, que han incorporado al sistema peninsular durante este ejercicio 4.519 MW. De esta potencia, 1.766 MW corresponden a nuevos parques eólicos y 2.519 MW a otras fuentes renovables, entre las que cabe destacar el notable incremento experimentado por las instalaciones solares cuya potencia se ha situado al finalizar el año en 2.984 MW, frente a los 558 MW contabilizados en el 2007.

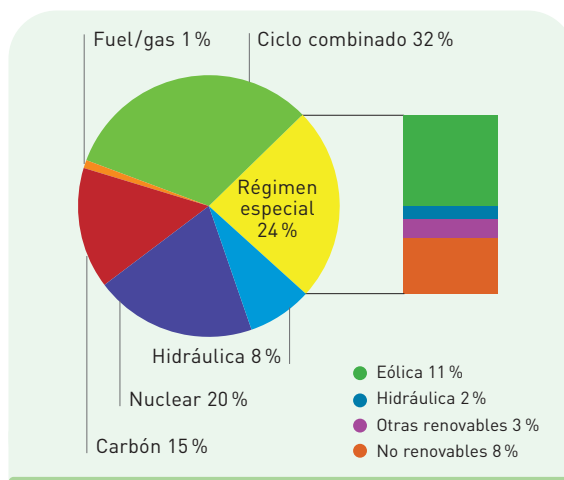
Respecto al régimen ordinario, el aumento de capacidad se produce por la entrada en servicio de un nuevo grupo de ciclo combinado de 432 MW (Soto de la Ribera 4) y diversas actualizaciones de potencia, la mayoría de ciclo combinado, que han supuesto un aumento neto de 285 MW. En el capítulo de bajas, en enero se produjo el cierre de una central de fuel de 350 MW (San Adrián 2). Como consecuencia de las variaciones anteriores, la potencia instalada del régimen ordinario tuvo un aumento neto de 367 MW respecto a 31 de diciembre del 2007.

Como viene sucediendo en años anteriores, la producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha perdido peso en la cobertura de la demanda al descender su contribución al 76,2%, tres puntos porcentuales menos que en el 2007. Este descenso es compensado por el régimen especial que ha elevado su participación al 23,8%.

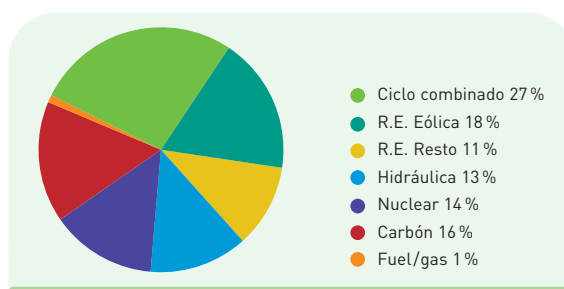
## Potencia instalada a 31.12.2008. Sistema eléctrico peninsular



## Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica

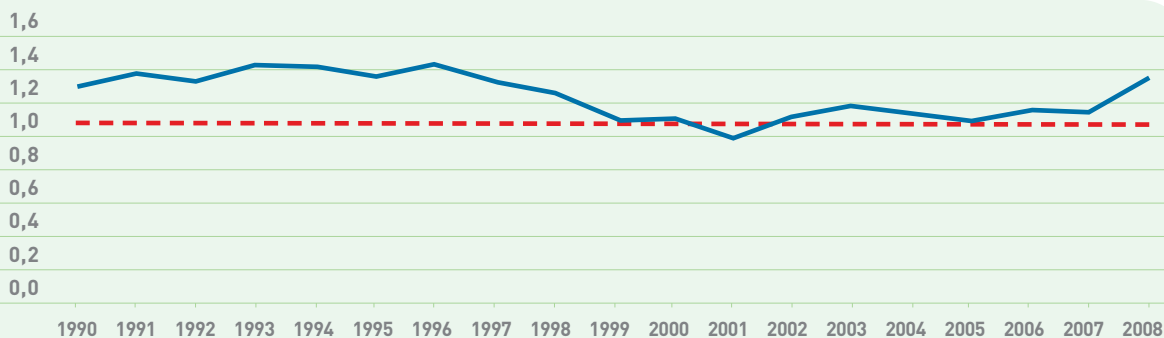


## Cobertura de la máxima demanda anual de potencia. 42.961 MW (\*)



R.E.: Régimen especial. (\*) 15 de diciembre del 2008 (19-20h)

### Evolución del índice de cobertura



— Índice de cobertura — Índice mínimo deseable.

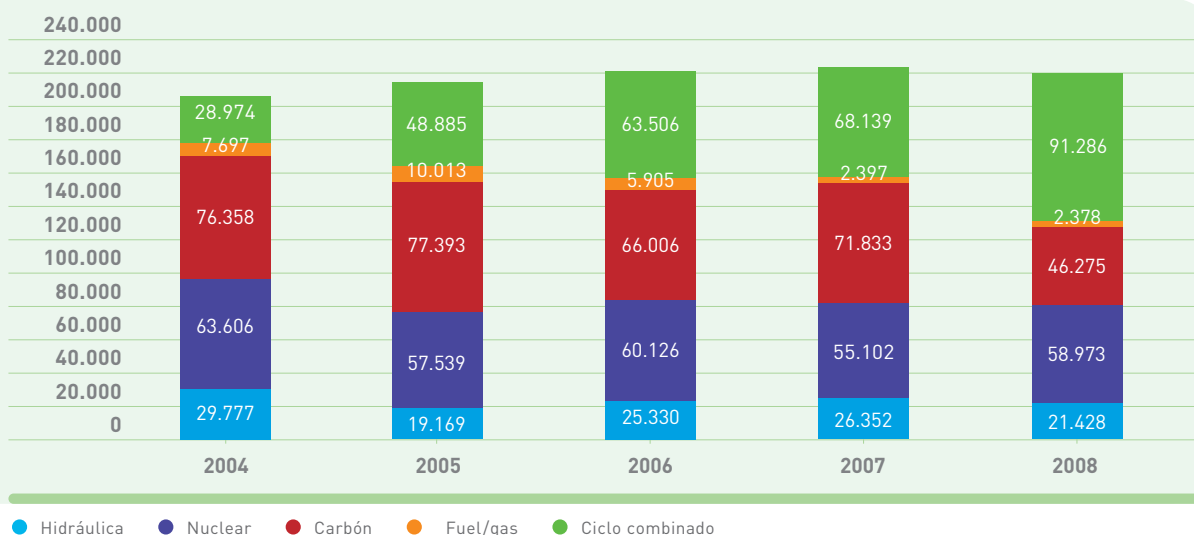
IC = Pd/Ps. IC: Índice de cobertura. Pd: Potencia disponible en el sistema. Ps: Punta de potencia demandada al sistema.

Por tecnologías, lo más destacable del año ha sido el progresivo aumento de la generación de ciclo combinado y de energía eólica que han cubierto respectivamente el 32 % y 11 % de la demanda, frente al 24 % y 10 % del año anterior. Por el contrario, los grupos de carbón han pasado de una contribución en el 2007 del 25 % a un 15 % en este año y la hidráulica, en un contexto de sequía, ha descendido su participación dos puntos porcentuales respecto al 2007.

Las energías renovables en términos agregados, incluyendo la hidráulica mayor de 50 MW, logran aumentar su protagonismo en el conjunto de la generación del sistema peninsular, cubriendo en el 2008 alrededor del 24 % de la demanda, superando el peso de la nuclear y de los grupos de carbón.

Respecto al intercambio de energía con otros países, el progresivo crecimiento de las

### Estructura de la producción bruta en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)



● Hidráulica ● Nuclear ● Carbón ● Fuel/gas ● Ciclo combinado

exportaciones ha dado lugar a que en el 2008 el saldo de intercambios internacionales haya sido exportador por quinto año consecutivo, (11.040 GWh), cubriéndose con el 4 % de la producción neta.

## Régimen ordinario

El descenso del crecimiento de la demanda ha sido absorbido por el conjunto de la generación de régimen ordinario que ha disminuido un 1,6 % respecto al año anterior. Sin embargo, la desagregación por tecnologías presenta comportamientos muy opuestos, siendo los aspectos más destacados los siguientes:

- En un extremo se sitúan los ciclos combinados, cuya generación aumentó un 34 % respecto al año anterior, elevando su participación en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario al 41,4 % frente al 30,4 % del 2007.
- Los grupos de carbón se sitúan en el otro extremo, al registrar un descenso de producción del 35,6 % respecto al 2007, lo que sitúa su aportación a la generación total del régimen ordinario en un 21,0 % frente al 32,1 % del año anterior.
- La generación nuclear creció un 7,0 % respecto al periodo anterior, aumentando su peso en la estructura de la producción bruta del régimen ordinario al 26,8 %, dos puntos porcentuales más que en el 2007.
- La producción hidráulica, marcada por una situación persistente de escasez de agua, ha descendido un 18,7 % respecto al año anterior, aportando solo el 9,7 % de la producción total del régimen ordinario, dos puntos porcentuales menos que en el año anterior.

Desde el punto de vista hidrológico, el 2008 ha sido seco en su conjunto por quinto año consecutivo, con un producible hidráulico peninsular de 18.788 GWh, un 33 % inferior al valor histórico medio, aunque un 2,9 % superior al del 2007. Por su parte, las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares se situaron a final de año en el 39 % de su capacidad total, frente al 31 % del año anterior.

## Régimen especial

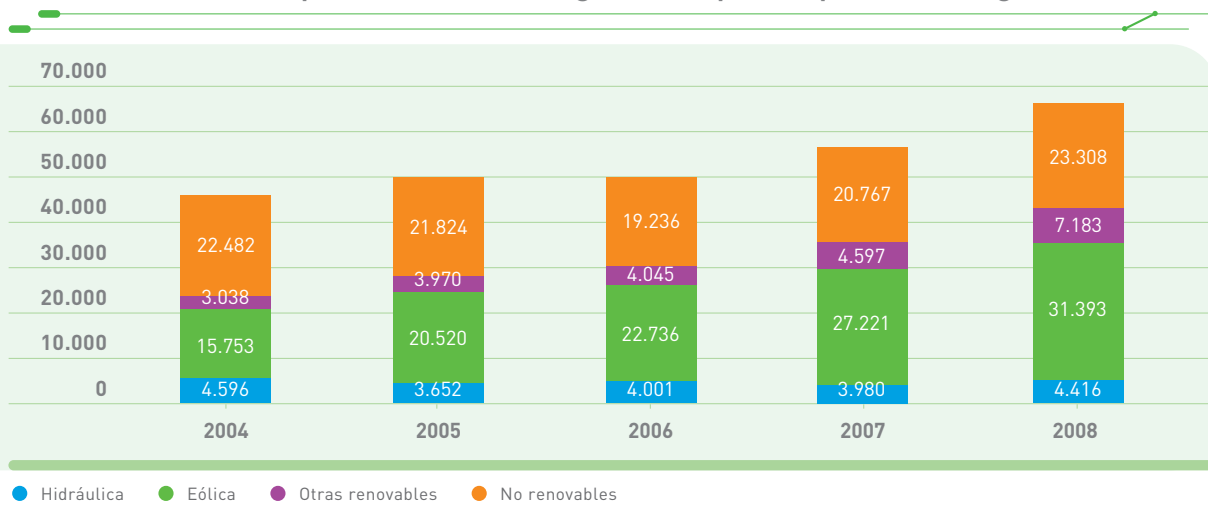
La energía procedente del régimen especial ascendió en 2008 a 66.298 GWh, cifra que supone un crecimiento del 17,2 % respecto al año anterior, aumentando su contribución a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular al 23,8 %, frente al 20,8 % que representó en el 2007.

El crecimiento de esta energía está motivado principalmente por la progresiva incorporación de nuevas instalaciones de régimen especial que han

### Aportación del régimen especial a la cobertura de la demanda peninsular en b.c. [%]



### Estructura de la producción del régimen especial por tecnologías (GWh)



aportado durante este año 4.519 MW de potencia, elevando su capacidad total al finalizar el año a 29.053 MW, lo que representa un aumento del 18,4 % respecto al año anterior.

El 95 % de este aumento de capacidad tiene su origen en el elevado crecimiento de las instalaciones de energía renovable que han incrementado su potencia un 24,3 % respecto al año anterior. Las mayores variaciones corresponden a la energía eólica que ha experimentado un crecimiento de potencia de un 12,5 % respecto al 2007. Pero lo más destacable es el extraordinario aumento de las instalaciones solares, cuya potencia instalada al cierre del año era más de cinco veces superior a la del pasado año, al pasar de 558 MW en 2007 a 2.984 MW en 2008.

El progresivo crecimiento de las instalaciones de energía renovable del régimen especial tiene su reflejo en el balance de energía eléctrica peninsular, en el que la energía procedente de estas fuentes ha representado en este ejercicio el 15,5 % del total de generación neta peninsular, 2,3 puntos porcentuales más que en el ejercicio 2007. El mayor peso de estas energías lo

constituye la eólica, que este año ha elevado su participación en la generación al 11,3 %.

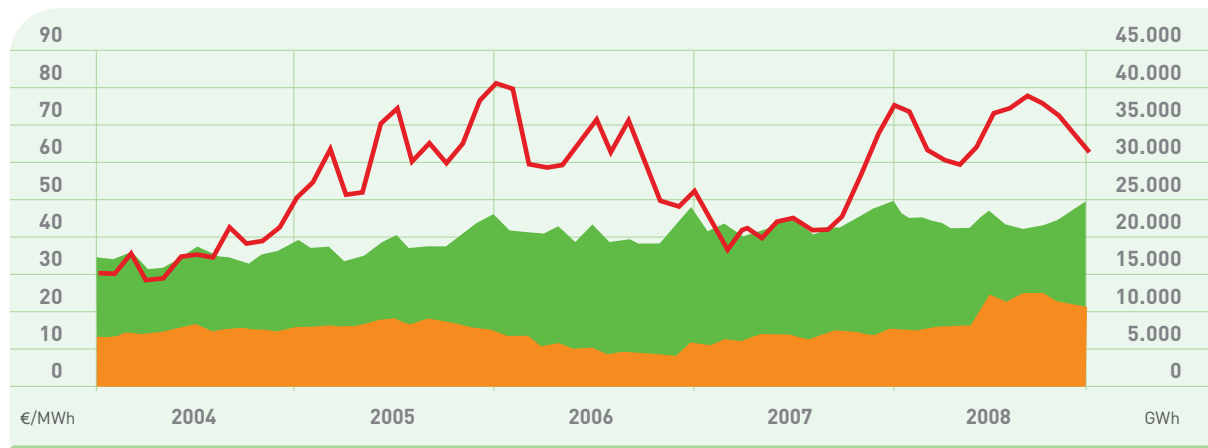
La energía eólica superó durante este ejercicio en varias ocasiones los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria.

El 18 de abril se produjo el último récord de energía diaria con 213.169 MWh, una producción que permitió cubrir el 28,1 % de la demanda eléctrica de ese día. Pero es preciso destacar que la elevada variabilidad de la energía eólica ha generado situaciones extremas como la producida el día 24 de noviembre a las 4.47 horas, en la que el 43 % de la demanda se cubrió con esta energía, mientras que el día 27 del mismo mes a las 16.22 horas apenas aportó el 1,15 % del consumo total.

Entre las diversas instrucciones emitidas desde el Centro de control del régimen especial (Cecre) para integrar la máxima energía en el sistema en condiciones de seguridad, destaca la orden de reducción de 500 MW de generación eólica formulada el 4 de marzo orientada a mantener la



## Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (\*)



● Energía suministro a tarifa integral ● Energía suministro libre — Precio medio final

(\*) Datos de demanda nacional (mercado regulado + libre) y agentes externos. Incluye bilaterales y excluye la demanda de consumo de bombeo.

estabilidad del sistema ante la pérdida brusca de producción por hueco de tensión.

Asimismo, en la madrugada del 2 de noviembre se dio una instrucción de bajar producción eólica para mantener la estabilidad del sistema, debido a la imposibilidad de integrar toda la energía eólica por falta de suficiente demanda. Por esta causa, la generación procedente de esta fuente se redujo hasta un máximo de 2.800 MW. Dicha reducción se mantuvo durante algo más de dos horas.

## Operación del sistema

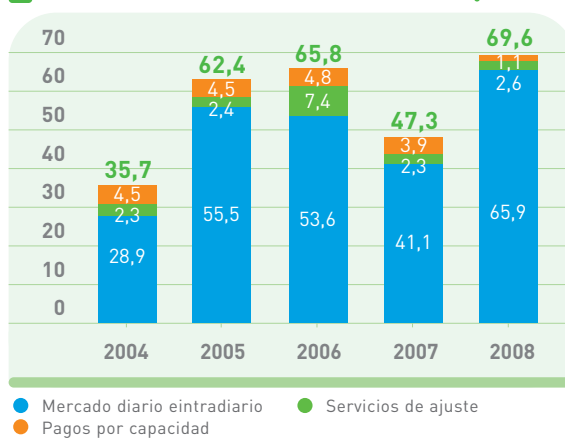
Durante el 2008 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional –mercado regulado más libre– y agentes externos) ha sido de 270.601 GWh, un 2,2 % más que en el año anterior. De este total, el 42,7 % corresponde a suministro libre y el 57,3 % restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 69,61 €/MWh, un 47,2 % superior al del 2007.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 94,7 % del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 3,8 % y el coste derivado de pagos por capacidad el 1,6 % restante.

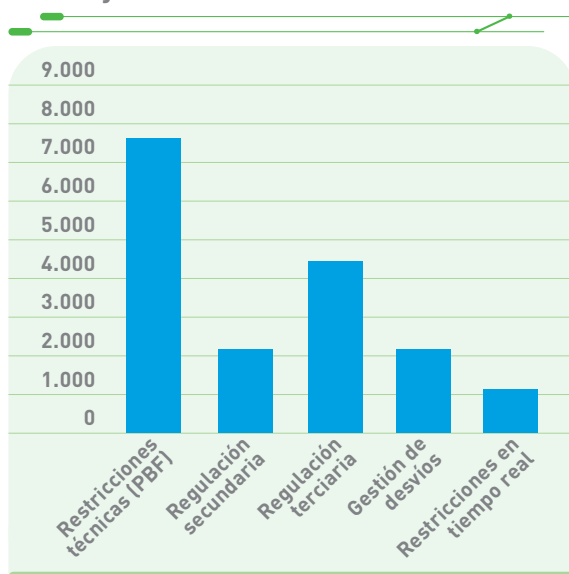
En el mercado diario se han gestionado un total de 222.158 GWh, con un precio medio ponderado de 65,30 €/MWh. Respecto al año

## Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico (€/MWh)



● Mercado diario intradiario ● Pagos por capacidad ● Servicios de ajuste

### Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)



anterior, el precio se elevó un 60,3 %, mientras que la energía adquirida en el mercado diario mostró un crecimiento del 13,8 %.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 21.618 GWh de la que un 19,4 % ha supuesto un aumento neto de la demanda o del consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 63,92 €/MWh, un 2,1 % inferior al del mercado diario.

La energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema en el 2008 ha sido de 17.733 GWh, un 11,7 % inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 2,61 €/MWh, un 13,5 % superior al 2007.

La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 6.765 GWh a subir y de 858 GWh a bajar, con una

repercusión en el precio medio final de 1,42 €/MWh frente a los 1,14 €/MWh del año anterior.

En el 2008 la reserva de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.243 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,82 €/MWh, valor prácticamente igual al registrado el año anterior.

La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,37 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor similar a los 0,34 €/MWh del 2007.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2008 ha ascendido a 2.249 GWh, la energía de regulación terciaria a 4.458 GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.187 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.216 GWh.

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema tiene que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste han sido de 5.813 GWh a subir y 6.703 GWh a bajar, con un precio medio de 56,40 €/MWh a subir y un 68,49 €/MWh a bajar.

### Intercambios internacionales

El volumen de energía gestionada a través de los programas de intercambio con otros países se ha situado en el 2008 en 22.609 GWh, un 3,8 % inferior al del año anterior. El 74,4 % de esta energía ha

## Utilización de los contratos previos a la Ley 54/1997

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a Red Eléctrica	2.515	95
Suministro de Red Eléctrica a EDF (*)	0	0

(\*) Contrato de REE a EDF: Ejecución en modalidad financiera (300 MWh).

correspondido a operaciones de exportación lo que ha dado lugar a que, por quinto año consecutivo, el saldo anual de los programas de intercambio haya sido exportador, alcanzando los 11.041 GWh, cifra que representa un incremento del 92,0 % respecto al 2007.

Los programas de exportación han experimentado un crecimiento respecto al año anterior del 15,0 %, con un volumen de 16.825 GWh, mientras que las importaciones del mismo periodo (5.784 GWh) han descendido un 34,8 %.

## Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	2008
<b>Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)</b>	<b>-13.561</b>
Comercializadores	-158
Agentes productores	-837
Agentes externos (1)	-3.118
Saldo interconexión con Portugal	-9.448
<b>Acciones coordinadas de balance Francia-España</b>	<b>-5</b>
<b>Acciones coordinadas de balance Portugal-España</b>	<b>9</b>
<b>Contratos previos a la Ley 54/1997</b>	<b>2.515</b>
<b>Intercambios de apoyo</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>-11.041</b>

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)  
 (1) El R.D. 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, estableció la autorización automática de los agentes externos para ejercer la actividad de comercialización así como su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, desapareciendo la figura de agente externo y su inclusión en la de comercializador establecida en la Ley 17/2007.

Por interconexiones, cabe destacar el significativo descenso del 47,5 % en el saldo importador a través de la interconexión con

## Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)



Francia, con un valor de 2.882 GWh en 2008 frente a los 5.487 GWh registrados el año anterior. Este descenso ha estado motivado tanto por un incremento del 60,9 % en el volumen de exportaciones como por una disminución de los programas de importación del 21,1 % respecto a 2007. Por otro lado, la evolución anual de los saldos exportadores a través de las interconexiones con Portugal, Marruecos y Andorra, ha presentado incrementos anuales del 26 %, 21 % y 6 %, respectivamente.

En relación con los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales, cabe destacar que en sentido de flujo exportador se han registrado aumentos respecto al 2007 en todas las interconexiones, en especial con Francia que ha pasado de una utilización media del 20 % en el 2007 al 38 % en el 2008. De sentido contrario ha sido la evolución del nivel de utilización de las interconexiones en sentido de flujo importador. Así, en la interconexión con Francia, y en este sentido, se ha pasado de una utilización media del 62 % en 2007 a un 40 % en 2008 y en la interconexión con Portugal, la utilización media en sentido importador ha tenido un valor prácticamente nulo, en torno a un 0,45 % frente al 3 % del año anterior.

### Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Francia

Durante el 2008, el número de sujetos autorizados para participar en el sistema de subastas de capacidad de intercambio ascendió a 29, de 11 países diferentes. Las rentas de la congestión derivadas de las diferentes subastas alcanzaron los 92,3 millones de euros, correspondiendo el 50 % de esta

cantidad al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico francés.

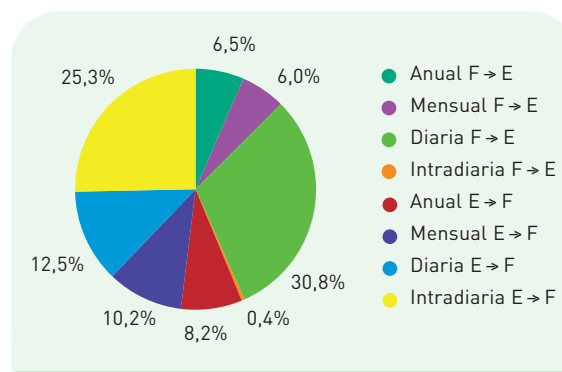
El precio marginal de la subasta anual de capacidad en el sentido Francia a España alcanzó en el 2008 un valor de 4,55 €/MW, mientras que en el sentido España a Francia registró un valor de 12,92 €/MWh.

En horizonte mensual, el precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido Francia a España se registró en agosto de 2008 (4,83 €/MW), mientras que en el sentido España a Francia, el máximo precio se registró en la subasta mensual correspondiente a noviembre (35,17 €/MW).

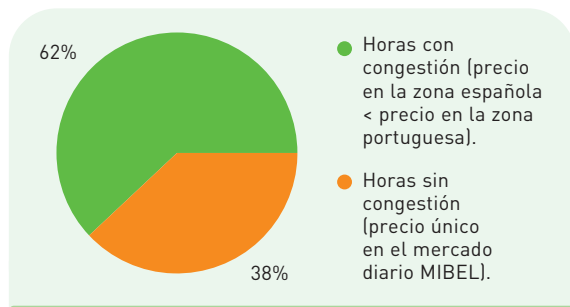
En el 2008 fue necesario aplicar Acciones coordinadas de balance o medidas de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de febrero, mayo, octubre y noviembre, por un valor de 6.150 MWh.

### Renta de congestión de las subastas de capacidad en la interconexión con Francia

[92.316 miles de €]



## Horas de congestión en la interconexión con Portugal



## Renta de congestión del *market splitting* en la interconexión con Portugal

	Miles de €	(%)
Mercado diario	64.370	99,64
Mercados intradiarios	230	0,36
<b>Total</b>	<b>64.600</b>	<b>100,00</b>

## Sistema de gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión España-Portugal

En el ejercicio 2008, se registró en el Mercado Ibérico un precio único (sin congestión en la interconexión) en un 38 % de las horas, mientras que en el restante 62 % de las horas los precios de las dos áreas de la península Ibérica se separaron al identificarse una situación de congestión en esta interconexión.

El importe de las rentas de la congestión recaudadas en esta interconexión durante el año 2008 fue de 64,37 M€, correspondiendo el 50 % de esta cantidad al sistema eléctrico español y el otro 50 % al sistema eléctrico portugués.

Durante el ejercicio 2008 fue necesario aplicar Acciones coordinadas de balance o medidas

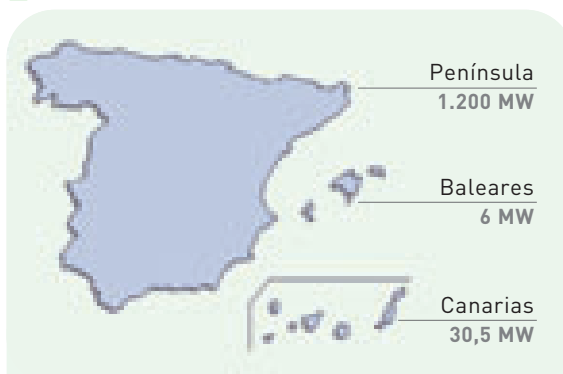
de *counter trading* (establecimiento de programas de intercambio en sentido contrario ante reducciones de capacidad para garantizar los programas comerciales ya establecidos) en los meses de mayo y junio, por un valor de 9.483 MWh.

## Gestión de la demanda

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad entró en vigor el 1 de julio de 2008, en virtud de lo dispuesto en la orden ITC/2370/2007 de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. De este modo, los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes.

A 31 de diciembre del 2008 se encontraban en vigor 164 contratos de interrumpibilidad, de los cuales, 152 corresponden al sistema peninsular, 11 al sistema canario y 1 al sistema balear.

## Potencia interrumpible en periodos de máxima demanda (MW)



La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza 1.236,5 MW, de los cuales 1.200 MW corresponden al sistema peninsular, 30,5 MW al sistema canario y 6 MW al sistema balear

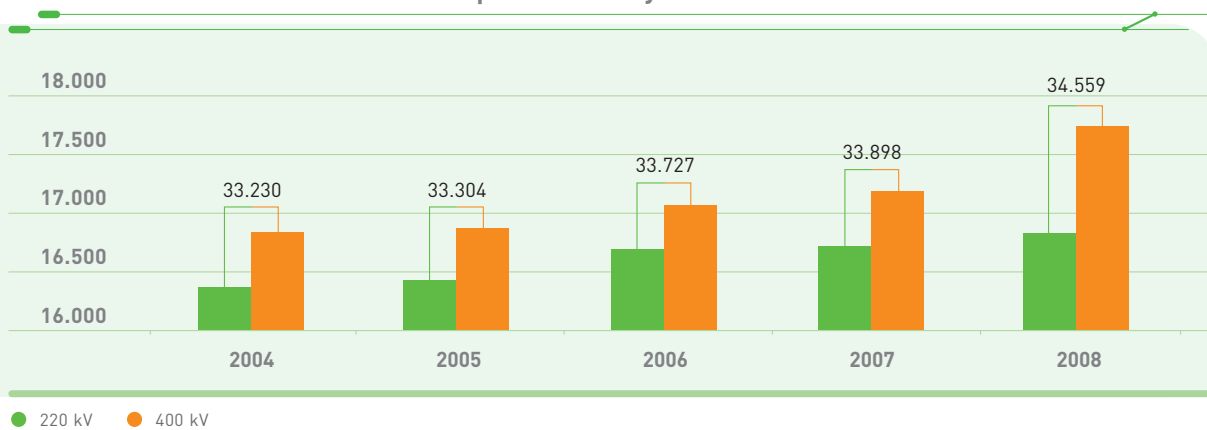
## Red de transporte

El desarrollo de la red peninsular de transporte de energía eléctrica ha experimentado durante

este ejercicio un fuerte impulso con la entrada en servicio de numerosas instalaciones que refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red y permiten incorporar la nueva potencia renovable.

La red de transporte de 400 kV se ha incrementado en 552,3 km y la de 220 kV en 109,1 km, lo que supone un aumento total de la red de transporte de 661,4 km de circuito en el 2008. Este crecimiento sitúa el conjunto de la red peninsular de

Evolución de la red de transporte (400 y 220 kV) (km)



Evolution del sistema de transporte y transformación

		2004	2005	2006	2007	2008
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	16.548	16.808	17.005	17.134	17.686
	Otras empresas	293	38	38	38	38
	<b>Total</b>	<b>16.841</b>	<b>16.846</b>	<b>17.042</b>	<b>17.172</b>	<b>17.724</b>
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	11.386	16.213	16.424	16.461	16.562
	Otras empresas	5.003	245	261	266	273
	<b>Total</b>	<b>16.389</b>	<b>16.458</b>	<b>16.685</b>	<b>16.726</b>	<b>16.835</b>
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	37.216	54.272	56.072	58.522	62.122
	Otras empresas	14.256	800	800	800	800
	<b>Total</b>	<b>51.472</b>	<b>55.072</b>	<b>56.872</b>	<b>59.322</b>	<b>62.922</b>

Los datos de 2005 reflejan una de las adquisiciones de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

## Calidad de la red de transporte

	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total	Red Eléctrica	Resto empresas (*)	Total
2004	840	409	1.250	1,88	0,92	2,80
2005	470	79	549	1,01	0,17	1,18
2006	870	65	936	1,82	0,14	1,95
2007	552	205	757	1,11	0,41	1,52
2008	574	0	574	1,15	0,00	1,15

ENS: Energía no suministrada. TIM: Tiempo de interrupción medio. (\*) Datos correspondientes al 0,9 % de la red de transporte a partir del 2005.

transporte de energía eléctrica al finalizar el ejercicio en 34.559 km de circuitos.

Asimismo, durante el 2008 se ha producido un aumento de 3.652 MVA de la capacidad de las líneas de 400/220 kV y se han puesto en servicio ocho transformadores que suponen un aumento de 3.600 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total a 62.922 MVA.

## Calidad de servicio

Los resultados de los indicadores de calidad de servicio del ejercicio 2008 indican el buen comportamiento de la red peninsular de transporte, evaluado en función de la disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 98,19 %, superior a la registrada en el 2007, que fue del 98,11 %. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,15 %.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, durante el 2008 se registraron 31 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que supuso un total de energía no suministrada de 574 MWh. Por su parte, el valor del tiempo de interrupción medio se situó en 1,15 minutos, muy inferior al valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre.